

Criterios de conexión de Generación Distribuida: perspectiva del Distribuidor

Julián Viera, *Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE*

Resumen--En este trabajo se realiza una justificación desde la perspectiva del distribuidor de algunos de los criterios de conexión de generación distribuida establecidos en el estándar IEEE 1547, y se describe y ejemplifica la formulación e implementación práctica de los mismos.

Entre los criterios de conexión abordados se destacan:

- 1) Regulación de tensión en el nodo de conexión
- 2) Tensiones en la red en estado de operación normal
- 3) Variaciones de tensión en la red debidas a conexión/desconexión del generador
- 4) Funcionamiento en isla no intencional
- 5) Comportamiento del generador frente a faltas en la red de distribución.
- 6) Comportamiento del generador frente a reconexiones en la red de distribución.

Palabras Clave— Criterios de conexión.

I. INTRODUCCIÓN

LA conexión de una central generadora a la red de distribución debe cumplir una serie de requisitos técnicos de forma de lograr una operación eficiente y segura de la red en presencia del generador distribuido. En particular las tensiones y corrientes en la red deben mantenerse en todo momento en sus rangos admisibles y no se debe degradar la calidad de servicio y de potencia de los clientes de la red en la zona de influencia del generador. Esto se traduce por un lado en condiciones y restricciones operativas que se imponen sobre el generador distribuido para autorizarlo a inyectar potencia a la red, y por otro en criterios técnicos a emplear por la distribuidora para definir las obras del proyecto eléctrico de conexión del generador a la red y para evaluar la factibilidad de una cierta conectividad propuesta. Ambos conceptos se engloban en los llamados “criterios de conexión” para generación distribuida. Dichos criterios de conexión de generación distribuida son establecidos por las distribuidoras en base a las reglamentaciones eléctricas vigentes aplicables al sistema de distribución (impuestos por ejemplo por el organismo Regulador de la Distribución), a sus propios criterios de diseño, planificación y operación de la red, y a estándares internacionales de referencia en la materia. Entre estos últimos destaca el estándar IEEE 1547 -2003 “1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” y su respectivo estándar interpretativo IEEE 1547.2 -2008 “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547”. Este estándar aplica para generadores de hasta 10 MW.

La idea de este artículo es comentar algunos de los criterios más relevantes para la distribuidora propuestos en dicho estándar, dando una justificación de los mismos desde la óptica del distribuidor.

II. DESARROLLO TÉCNICO DEL ESTUDIO

A. Regulación de tensión en el punto de conexión

Se le exige al generador distribuido que no regule activamente la tensión en el nodo de conexión. Se considera entonces que en el nivel de distribución el nodo de conexión del generador es un nodo PQ, y no un nodo PV como es lo usual en generadores conectados a la red de transmisión.

Una de las justificaciones de este criterio es minimizar las chances de que el generador distribuido quede operando en una isla no intencional. Otro argumento que respalda el criterio es que no haya interferencia con los mecanismos y equipamiento de regulación de tensión implementados por la distribuidora, por ejemplo el caso de los reguladores de tensión de línea controlados por corriente.

Se admite que la distribuidora le pueda requerir al generador que mantenga el factor de potencia medido en el punto de acople con la red dentro de un rango dado, para contribuir a mantener los perfiles de tensión de la red dentro de valores aceptables.

En la Figura 1 se grafica una restricción típica impuesta por la distribuidora para la variación del factor de potencia de un generador distribuido.

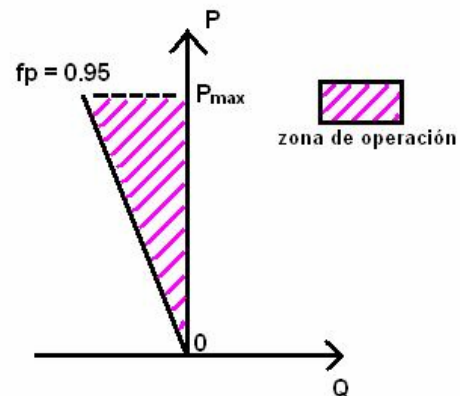


Fig. 1. Ejemplo de restricción de operación del generador en el plano P-Q.

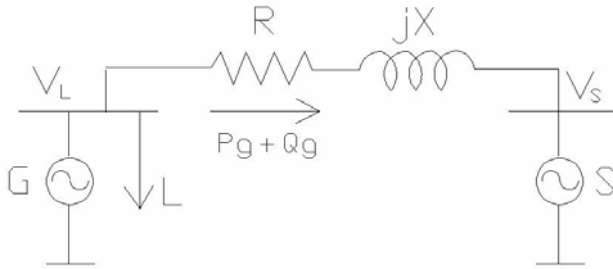
En general, la limitación para inyección de potencia reactiva del generador a la red viene dada por la aparición de sobretensiones inadmisibles en la vecindad del generador. A su vez la limitación para el consumo de reactiva por parte del generador se origina en la necesidad de limitar el incremento de pérdidas técnicas y las eventuales subtensiones en la red.

B. Tensiones en la red en régimen de operación normal

El criterio establece que la presencia del generador en la red de distribución no debe hacer que la tensión en los nodos de la red exceda los límites reglamentarios para ningún estado

de carga de la red y potencia inyectada por el generador. Este criterio aplica para el diseño de la conexión eléctrica del generador a la red y para la operación de la red una vez el generador esté conectado.

Típicamente, y a menos que el generador esté consumiendo una cantidad sustantiva de potencia reactiva, las tensiones de la red aumentan en presencia de la generación distribuida, tal como se muestra en la Figura 2. Esto hace que el caso más restrictivo para el diseño y la operación sea el escenario de mínima carga en la red, con el generador inyectando toda su potencia activa autorizada. En estas condiciones hay que asegurar que las tensiones en la red no sobrepasen el valor máximo admisible, en la configuración de operación normal.



$$\sin G \Rightarrow V_L \approx V_S$$

$$\cos G \Rightarrow \Delta V = V_L - V_S \approx \frac{R P_G + X Q_G}{V_S}$$

Fig. 2. Variación de tensión al conectar un generador distribuido

El rango de tensiones admisibles varía según el nivel de tensión. Un valor típico es de 5% alrededor del valor nominal de tensión, usado por ejemplo en Uruguay en el nivel de tensión nominal de 31.5 kV.

C. Variaciones de tensión en la conexión/desconexión del generador distribuido

Este criterio requiere que en la conexión/desconexión del generador de la red de distribución en la configuración de operación normal, la variación de tensión en estado estacionario en los distintos nodos de la red de influencia del generador sea acotada, previamente a la actuación de cualquier dispositivo regulador de tensión. Una referencia de valores límites para esta variación es $\pm 5\%$. Esto se traduce en que luego de conectado el generador la tensión de los nodos no suba más que un 5%, y que al desconectarse el generador el hueco de tensión en los nodos de la red sea inferior al 5%.

Este criterio es una condición de diseño de la interconexión del generador con la red de distribución.

La justificación del criterio es minimizar el impacto sobre la calidad del producto eléctrico de los clientes de la red afectada, teniendo en cuenta que la regulación automática de tensión de la red puede no existir o tener tiempos de actuación altos.

En el esquema de la figura 3 [1], inicialmente el perfil de tensiones está en el rango admisible en toda la salida a la cual está conectado el generador. Luego de la falta en la línea el generador se desconecta, y al recorrer la línea la tensión en

parte de la misma queda por debajo del mínimo admisible, hasta que actúe el regulador de tensión de cabecera. De esto se desprende la conveniencia de minimizar los saltos de tensión al desconectar la generación distribuida.

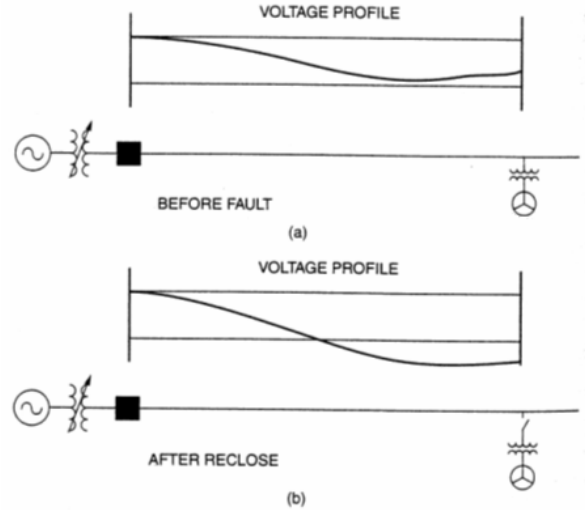
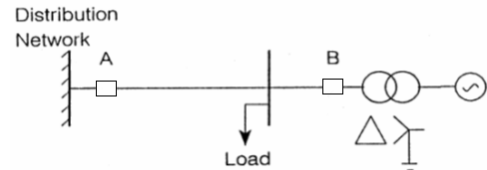


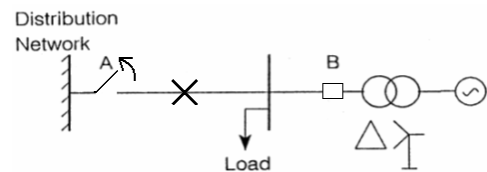
Fig. 3. Hueco de tensión al desconectarse un generador distribuido.

D. Funcionamiento en isla no intencional

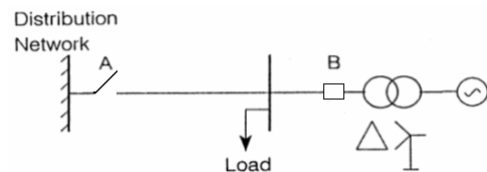
Frente a la formación de una isla no intencional en el que una parte de la red de distribución quede alimentada exclusivamente por el generador, éste debe detectar la condición de isla y desconectarse de la red. El estándar IEEE 1547 fija el tiempo máximo de desconexión en 2 s. Este tiempo puede variar en función de los requerimientos particulares de las distribuidoras (teniendo en cuenta en particular las reconexiones), pudiendo llegar a ser menor. La figura 4 ilustra una forma por la cual el generador puede quedar en isla no intencional.



1) Red funcionando en operación normal.



2) Falla fase-tierra transitoria y apertura del disyuntor A de cabecera. El generador no aporta corriente de cortocircuito, por lo que B no abre.



3) Extinción de la falta al abrir el disyuntor de cabecera y funcionamiento en isla no intencional del generador.

Fig. 4. Ejemplo de formación de una isla no intencional en la red de distribución.

Justificación del criterio:

- La tensión y frecuencia de los clientes de la isla no intencional no quedan bajo el control de la distribuidora, pudiendo tomar valores inadmisibles, mientras que ésta permanece como responsable del servicio eléctrico. Lo mismo vale para la calidad del producto eléctrico entregado a los clientes.
- El sistema de protecciones de la red no está diseñado para el funcionamiento en isla no intencional, lo que compromete la integridad del equipamiento eléctrico de la distribuidora frente a faltas en la isla.
- El funcionamiento en isla no intencional implica un riesgo de seguridad para el trabajador de la distribuidora.
- El sistema de aterramiento de la red en isla no intencional puede provocar sobretensiones en la red de distribución en caso de fallas.

Este criterio se traduce en la práctica en la implementación de una protección anti-isla por parte del generador.

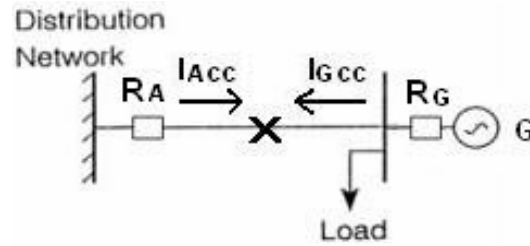
E. Comportamiento del generador frente a fallas en la red de distribución

El generador debe ser capaz de detectar fallas en la red local de distribución a la cual está conectado, y debe cesar de energizar la red ante las mismas. En particular debe desconectarse de la red frente a fallas a las cuales el generador aporta corriente de cortocircuito, y no son despejadas por alguna protección de la red de distribución ubicada entre la falta y el generador. En los casos en que haya una protección intermedia de red entre el generador y el punto de falta, la protección del generador debe estar coordinada con la de red, actuando como respaldo de la misma.

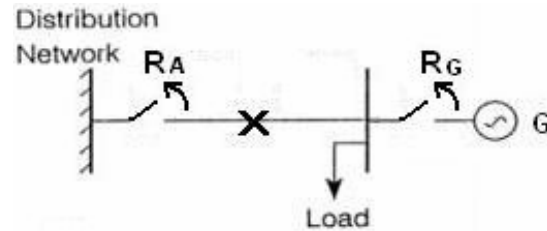
Justificación del criterio:

- Protección del propio generador contra el cortocircuito.
- Protección del equipamiento de la red contra corrientes de cortocircuito aportadas por el generador (por ejemplo cables y líneas que conectan el generador a la red).
- No interferir con el adecuado funcionamiento de las protecciones de la red de distribución, en particular en el caso de redes con reconexiones.

Los ejemplos que siguen ilustran la aplicación de este criterio. La figura 5 contempla el caso de una falta que ocurre en un punto intermedio de la red entre la fuente y el generador (“aguas arriba” del generador). En la figura 6 se presenta el caso de una falta en la red con una protección de red intermedia entre el generador y la falta.

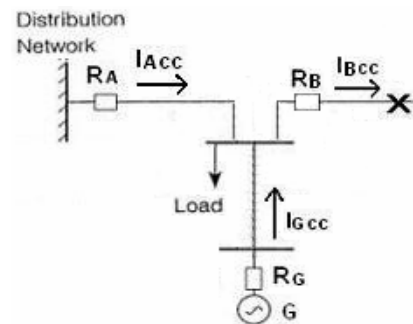


1) Falla sin protección intermedia entre punto de falta y generador. Tanto la red como el generador aportan al cortocircuito.

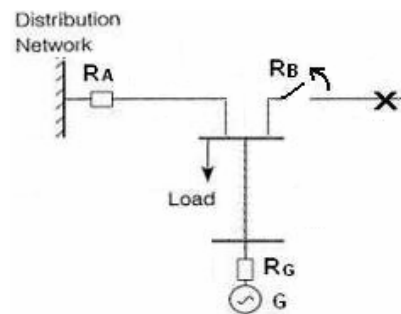


2) Tanto R_A como R_G deben abrir. El generador queda desconectado de la red.

Fig. 5. Falla en punto intermedio entre fuente y generador



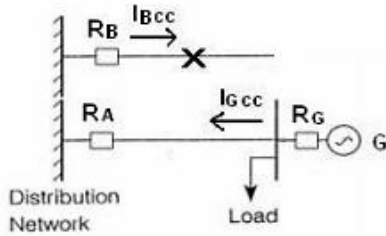
1) Falla aguas abajo de la salida radial a la cual está conectado el generador. El relé R_B ve el aporte sumado de la red y el generador al cortocircuito.



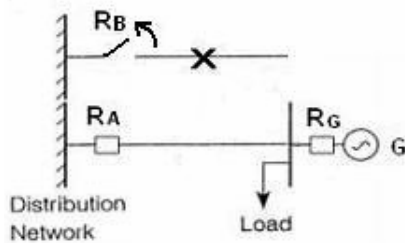
2) Tanto R_G como R_A deben estar adecuadamente coordinados con R_B como para que abra solamente R_B , y no sacar innecesariamente al generador de la red. En caso de falla de operación de R_B , debe abrir R_G . También debería abrir R_G en caso de no existir la protección R_B .

Fig. 6. Falla con protección intermedia entre punto de falta y generador

En la figura 7 aparece el caso de una falta en una salida de estación adyacente a la cual está conectado el generador.



1) El relé RB ve el aporte sumado de la red y el generador al cortocircuito.



2) RG debe estar adecuadamente coordinado con RB como para que abra solamente RB, y no sacar innecesariamente al generador de la red. El relé RA debe ser direccional y no abrir. En caso de falla de operación de RB, debe abrir RG.

Fig. 7. Falta en radial adyacente al del generador.

Existen varios mecanismos por los cuales se logra la desconexión del generador de la red de distribución ante faltas en la misma. La figura 8 corresponde al caso en que se produce la desconexión por la actuación de la protección local ubicada en el punto de conexión del generador. La protección (por ej. sobrecorriente de fase) detecta la falta y da la señal de apertura del disyuntor de la interconexión.

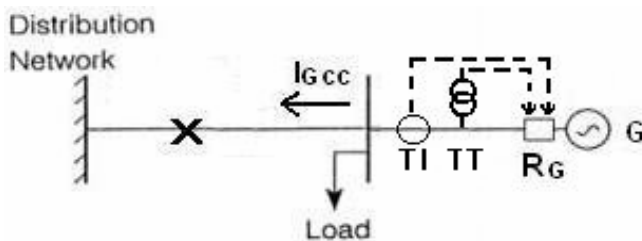


Fig. 8. Desconexión por actuación de protección local del generador

En la figura 9 se tiene el caso en que la desconexión se hace por teledisparo (interdisparo, remote transfer tripping) debido a la actuación de una protección distante de la red. Al abrir el disyuntor de la red de distribución, se manda una señal de disparo remota al disyuntor de la interconexión del generador.

En la figura 10 la desconexión se logra por actuación de la protección anti-isla local. En este caso es la protección de la red (RA en la figura) la que detecta la falta y abre. El relé anti-isla instalado en el puesto de conexión del generador detecta la condición de isla y da la señal de disparo al disyuntor de la interconexión.

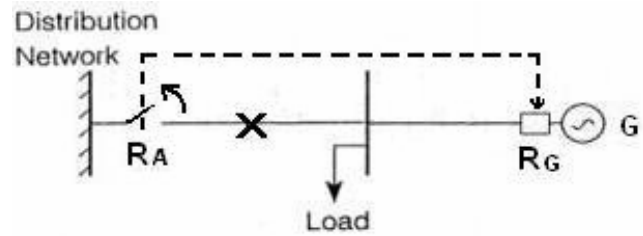


Fig. 9. Desconexión del generador por disparo remoto

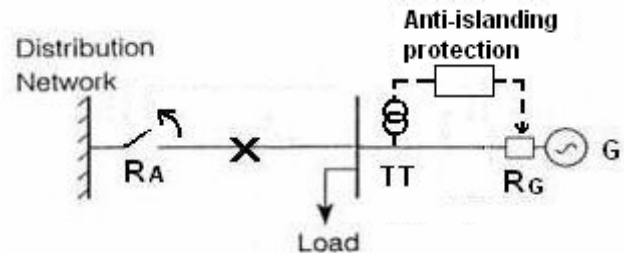


Fig. 10. Desconexión por actuación de la protección anti-isla del generador

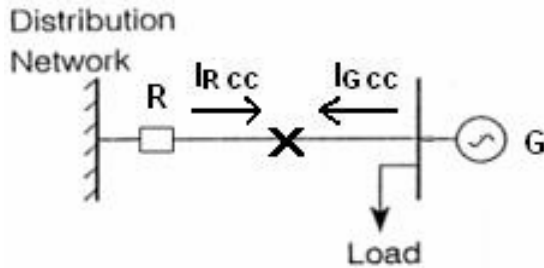
F. Comportamiento del generador frente a recierres en la red de distribución

El estándar IEE 1547 establece como criterio que el generador distribuido debe cesar de energizar la red de distribución antes del recierre (reenganche) por parte de la distribuidora. La ejecución de recierres en redes de distribución aéreas es una práctica común, dado que la mayor parte de las faltas en dichas redes son de naturaleza transitoria.

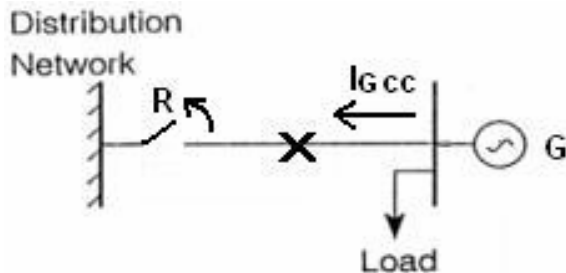
Justificación del criterio:

- No interferir con el proceso normal de recierre frente a fallas en los alimentadores de distribución. Si hay una falla transitoria en la red y se produce la apertura de una protección con recierre en la red iniciándose la secuencia de reconexión, si el generador no se desconecta de la red puede continuar energizando la falta no dejando que la misma se extinga, de forma que la reconexión subsiguiente no es exitosa. Se degrada así la calidad de servicio de todos los clientes afectados en dicha red, convirtiendo una falla fugaz en un corte para dichos clientes.
- Evitar transitorios electromecánicos dañinos tanto para el generador como para el equipamiento de la red y sus clientes asociados, provocados por falta de sincronismo entre el generador distribuido y la red en el momento del recierre. El recierre fuera de fase puede provocar pares electromecánicos severos en el eje del generador distribuido que pueden ocasionarle un daño sustancial, y transitorios de sobretensión elevados en el alimentador sobre el cual se hace el recierre fuera de fase (> 2 p.u.). Esto puede ser causa de falla de descargadores de la red, y provocar daños eléctricos en las instalaciones de los clientes.

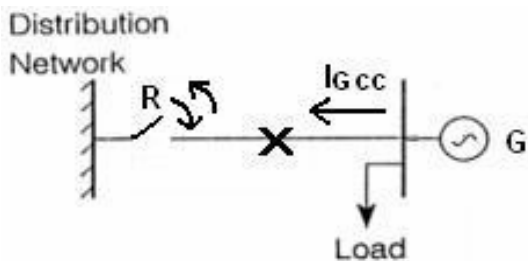
El esquema de la figura 11 indica como puede la no desconexión rápida del generador en caso de un cortocircuito interferir con el adecuado funcionamiento del mecanismo de reenganche de un radial de distribución.



- 1) Falla en radial en el cual está conectado un generador distribuido G. Tanto la red como el generador aportan al cortocircuito.



- 2) El reanclador R de la distribuidora detecta la falla y abre, pero el generador continúa alimentando la falla.



- 3) Luego del tiempo muerto el reanclador de la red cierra, pero la falla no se extinguió y la reconexión falla.

Fig.11. Falla de la reconexión por no desconexión del generador ante falta.

En la figura 12 [2] se despliega el transitorio de conexión de un generador a la red en contrafase, y la onda de tensión resultante, de valor mayor a 2 pu la tensión de la red.

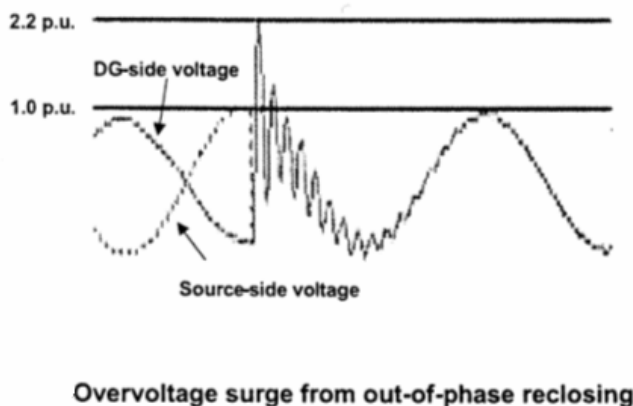


Fig. 12. Conexión en contrafase de un generador a la red.

III. CONCLUSIONES

La penetración creciente de generación en las redes de distribución trae consigo importantes desafíos técnicos a resolver, tanto en la etapa de la elaboración del proyecto de conectividad del generador a la red como en el momento de definir las protecciones a instalar en el generador y adecuar las protecciones de la red en la zona de influencia del generador.

Es así que resulta de fundamental importancia el contar con criterios de conexión de generación distribuida claros y técnicamente sólidos, que sirvan de ayuda para definir los proyectos de conexión óptimos de los generadores, las eventuales restricciones operativas a las cuales deben ceñirse y un sistema de protecciones adecuado que asegure la operación confiable y segura de la red en presencia del generador.

Los criterios de conexión del estándar IEEE 1547 descritos y justificados en este trabajo se constituyen en una herramienta sumamente útil en este sentido, al abordar algunos de los impactos más relevantes que tiene la conexión de generación sobre el sistema de distribución.

IV. REFERENCIAS

- [1] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso and H. Wayne Beaty "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill Professional Engineering, second edition, pp. 398-402.
- [2] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, pp. 53-57.

V. BIOGRAFÍAS



Julián Viera (jviera@ute.com.uy) Ingeniero Electricista y en Computación, nacido en Melo, Uruguay, el 12 de Marzo de 1966. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (1993 y 2006). Desde 1998 se desempeña como Planificador de Redes de Distribución en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Una de sus responsabilidades es determinar la conectividad óptima de centrales generadoras a las redes de subtransmisión de UTE.